

**К ВОПРОСУ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ  
КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВЫХ  
ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВИЭ**

**КАЛЫБЫНА КЕЛУУЧУ ЭНЕРГИЯ БУЛАКТАРЫНЫН ЖАҢЫ ИННОВАЦИЯЛЫК  
ТҮРЛӨРҮН ПАЙДАЛАНУУ МЕНЕН КЫРГЫЗ РЕСПУБЛИКАСЫНЫН  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКАЛЫК ТАРМАКТАРЫН ӨНҮКТҮРҮҮНҮН  
ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫ ТУУРАЛУУ МАСЕЛЕГЕ КАРАТА**

**TO THE QUESTION OF PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF ELECTRIC POWER  
INDUSTRY OF THE KYRGYZ REPUBLIC WITH THE USE OF NEW AND  
INNOVATIVE RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES**

**Аннотация:** В статье приводится обоснование возможности применения возобновляемой энергии в Кыргызской Республике. Среди данных источников энергии солнечная, ветровая, энергия биомассы и др. Данные исследований показывают, что существующая энергосистема уже исчерпала свои ресурсы. Кыргызская энергосистема экономически неэффективна. Предложен принципиально новый подход к организации технологии электроснабжения, основанный на использовании современных IT-технологий. В будущем создание таких систем очень перспективно, особенно для стран с большими территориями или горных стран. Сегодня необходимо серьезно задуматься о будущем развитии системы энергоснабжения с учетом передовых технологий использования возобновляемых источников энергии. Чтобы решить поставленные задачи и реализовать их, необходимо обеспечить эти исследования финансами и инвестициями. В связи с этим в Кыргызской Республике разработан и принят Закон о возобновляемых источниках энергии, предусматривающий определенные преференции для инвесторов и обеспечивающий возврат инвестиций. В статье предлагается снижение потерь электроэнергии, повышение прозрачности и параллельное развитие ВИЭ в Кыргызской Республике.

**Аннотация:** Макалада Кыргыз Республикасындагы калыбына келүүчү энергия булактарын колдонуу мүмкүнчүлүктөрү негизделет. Бул булактардын катарына күн, шамал, биомасса ж.б. энергиялары кирет. Изилдөөдөн алынган маалыматтар көрсөткөндөй, иштеп жаткан энергосистема өз ресурстарын сарптап бүттү. Кыргыз энергосистемасы экономикалык жактан натыйжасыз абалда, ошондуктан электр камсыздоонун заманбап IT-технологияларды түзүүнүн түп-тамырынан бери жаңыланган жолдору сунушталат. Мындай системаларды түзүү чоң аймактуу же тоолуу өлкөлөр үчүн өзгөчө перспективдүү.

**Abstract:** The article provides a rationale for the possibility of using renewable energy in the Kyrgyz Republic. Among these sources of energy, solar, wind, biomass and other research data show that the existing power system has already exhausted its resources. The Kyrgyz energy system is economically inefficient. A fundamentally new approach to the organization of power supply technology, based on the use of modern IT-technologies. In the future, the creation of such systems is very promising, especially for countries with large territories or mountainous countries. Today, it is necessary to think seriously about the future development of the energy supply system, taking into account advanced technologies for the use of renewable energy sources. To solve the tasks and implement them, it is necessary to provide these studies with Finance and investment. In this regard, the Kyrgyz Republic has developed and adopted a Law on renewable energy sources, providing for certain preferences for investors and ensuring return on investment. The article proposes to reduce energy losses, increase transparency and parallel development of RES in the Kyrgyz Republic.

**Ключевые слова:** Традиционная энергетика, возобновляемые источники энергии, солнечная энергетика, тариф, метод, новый подход, технические потери.

**Түйүндүү сөздөр:** салттуу энергетика, калыбына келүүчү энергия булактары, күн энергетикасы, тариф, метод, техникалык жоготуулар, жаңыча жол.

**Key words:** Traditional energy, renewable energy, solar energy, tariff, method, approach, technical losses.

Интенсивное направление поиска дополнительных источников энергии на фоне сокращения запасов традиционных топливно-энергетических ресурсов (как нефть, газ, уголь и т.д.) и глобальных проблем охраны окружающей среды, привели в последние десятилетия к использованию новых инновационных экологически чистых технологий преобразования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) (солнца, ветра, биомассы и т.д.).

Уже сегодня с уверенностью можно сказать, что будущее энергетики - это ВИЭ. Практика последних лет показывает, что темпы ввода новых мощностей для энергоснабжения с использованием ВИЭ находятся на самых передовых позициях в мире. [5.6.10]. В последние 5-10 лет фактически происходит революционное преобразование в вопросах получения и передачи энергии с использованием ВИЭ, которое приводит к необходимости принципиального пересмотра современных технологий электроснабжения и построения сетей совершенно на новых инновационных принципах.

Научные исследования ученых в области электроэнергетики показывают, что современная электроэнергетика как способ централизованного производства, передачи и распределения энергии уже исчерпала свой ресурс и в своем развитии заходит в тупик [1,2]. Как известно, существующие системы централизованного электроснабжения для надежного обеспечения потребителя основаны на наращивании генерирующих мощностей с учетом покрытия пиковой мощности. Это хорошо можно продемонстрировать на примере функционирования Кыргызской энергосистемы. Так, суммарная установленная мощность всех генерирующих станций Республики составляет 3940 МВт, при этом среднегодовая выработка составляет 14,7 млрд. кВт·ч. Фактически для выработки такого количества электроэнергии достаточно установленной мощности 1700 МВт. Это говорит о том, что коэффициент использования у генерирующих станций не превышает 43%, т.е. неиспользованный резерв составляет 2240 МВт. Конечно же при такой ситуации говорить об экономической эффективности системы не приходится. То есть такая система не состоятельна уже в ближайшей перспективе.

Конечно, при всем этом мы не должны забывать, что это связано с необходимостью обеспечения надежности подачи электроэнергии потребителю. Так, сезонное изменение потребления электроэнергии в некоторые годы превышало 2 и более раза [7,9]. Основная выработка электроэнергии в республике осуществляется в основном за счет гидростанций, и режим их работы тесно связан с водными ресурсами, а они в свою очередь связаны с вопросами обеспечения водой сельхозугодий, не только Кыргызстана, но и соседних стран, как Узбекистан, Казахстан. С учетом этого функционирование существующей системы электроснабжения страны испытывает еще большие трудности. Отсюда можно сделать вывод о необходимости поиска новых путей обеспечения потребителя электроэнергией, исключающей недостатки существующей системы. В последние годы в мире активно развиваются так называемые умные микросети, или как еще их называют “Smart Grid” системы. Это принципиально новый подход в технологии организации электроснабжения, основанный на использовании современных IT-технологий с применением самовосстанавливающихся интеллектуальных сетей, строящихся не на наращивании мощностей, а непосредственно на поставке потребителю необходимой электрической энергии. Построение таких систем стало возможным благодаря развитию технологий использования ВИЭ, которые обеспечивают наиболее эффективную работу электрической сети с распределенными параметрами. Это сеть с небольшими генерирующими мощностями, связанная между собой в местные и централизованные сети, обеспечивающие не только выработку, но и потребление энергии. Причем вся эта система связана в единую интеллектуальную, самоорганизующуюся и управляемую сеть, обеспечивающую наиболее эффективную и надежную подачу электроэнергии потребителю. Такая система обеспечивает максимальную загруженность генерирующих станций, из-за минимальных расстояний для передачи энергии, минимизирует технологические и технические потери в сетях, обеспечивает наиболее эффективную и оптимальную работу системы в силу наличия обратной связи потребителя и производителя, путем использования компьютерных программ

управления и современного адаптивного контрольно-измерительного оборудования, оснащенного элементами искусственного интеллекта.

В будущем создание подобных систем весьма перспективно, особенно для стран, имеющих большие территории или горные страны, где достаточно низкая плотность потребителей. Расположение потребителей в труднодоступных предгорных и горных районах, где их обеспечение электроэнергией путем строительства традиционных ЛЭП является неоправданной роскошью.

Кыргызская Республика относится к такому типу горных стран. Поэтому уже сегодня необходимо серьезным образом рассмотреть пути будущего развития системы электроснабжения с учетом передовых технологий ВИЭ.

Элементы таких систем «Smart Grid» уже практически отрабатываются на практике в США, Японии, Западной Европе и других развитых странах [1,3]. Использование технологий электроснабжения с использованием ВИЭ позволяет учитывать суточную нагрузку каждого отдельного потребителя вплоть до индивидуального электроприбора, что обеспечивает более эффективное электроснабжение. Здесь критерием надежности является не подводимая мощность, а суммарная суточная потребность в электроэнергии.

Такие системы обеспечивают баланс между производством и потреблением энергии в силу вышеизложенного структурного управления системой в автоматическом режиме. Следует отметить, что одновременно решается, и система синхронизации разнотипных по своей природе генерирующих устройств. То есть, возможно одновременно подключить к работе как солнечные установки, микроГЭС, ВЭУ или другие генерирующие устройства [1,2,4].

Наличие малой плотности потребителей электроэнергии, территориальная разбросанность, экономическая неэффективность обеспечения их электроэнергией, путем прокладки линий электропередач, особенно в предгорной и горной местности нашей республики определяет весьма актуальной проведение научных исследований в данном направлении и выработки практических рекомендаций при построении стратегии развития ТЭК республики.

Кроме имеющихся вышеизложенных объективных причин развития использования ВИЭ в республике существует и другая причина. Это ненадлежащая добыча традиционных топливно-энергетических ресурсов как уголь, нефть, газ, которые мы вынуждены импортировать из других стран за валюту. Кыргызстан богат ресурсами ВИЭ. [8], потенциал которых в состоянии обеспечить более 50% потребности в энергии ТЭК страны. Накопленный практический опыт использования этих источников энергии показывает, что в республике достаточно эффективно могут быть использованы солнечные установки, энергия малых горных водотоков, энергия биомассы, энергия ветра и другие для получения как тепловой, так и электрической энергии [8].

Однако, следует сказать, что для успешного комплексного решения проблемы электроснабжения не достаточно наличие новых технических решений, внедрение новых инновационных технологий, использующие наиболее передовые IT-технологии и системы автоматического управления. Как показывает современная практика это необходимые, но недостаточные условия. Для решения поставленных задач и их практической реализации необходимо обеспечение этих исследований финансами и инвестициями.

Сегодня в мире достаточно много финансовых институтов, различных фондов общественных объединений, государственных структур, крупных корпораций, готовых инвестировать в перспективные проекты ВИЭ. Но все они хотят одного - гарантий возврата вложенных средств и наличие в стране соответствующего законодательства.

В связи с этим в Кыргызской Республике был разработан и принят закон о ВИЭ (2012 г.), предусматривающий определенные преференции для инвесторов и гарантирующий возвратность вложенных средств [11].

К сожалению, практически принятый закон не работал. За прошедшие 7 лет не был реализован ни один проект в области ВИЭ с привлечением иностранных инвесторов. В

качестве пилотного проекта был реализован лишь проект малой ГЭС, реализованный местным предпринимателем. Но, к сожалению, данный опыт оказался неуспешным. Так при заключении договора между поставщиком и распределительной энергетической компанией возникли разногласия, связанные с выплатой разницы стоимости электроэнергии поставщику.

Энергетические компании высказались за невозможность финансового покрытия этой разницы за счет средств своей деятельности и инициировали в Жогорку Кенеше КР пересмотр закона о ВИЭ и установления других стимулирующих коэффициентов.

Как показала практика, несмотря на достаточно высокие стимулирующие коэффициенты, прописанные в принятом законе о ВИЭ (для солнечных фотоэлектрических станций повышающий коэффициент был принят равным 6), за прошедший период не был привлечен ни один инвестор в реализации проекта по ВИЭ. Это говорит о том, что коэффициенты сами по себе абсолютно ничего не дают и их изменения, предусматриваемые в новом законе в сторону уменьшения, равным счетом ничего не изменят. Видимо причина все-таки в другом. Если отбросить в сторону все технические вопросы, отсутствие нормативно-технической документации на присоединения генерирующих станций ВИЭ к централизованным сетям, отсутствие механизмов компенсации разности в тарифах электрической энергии и т.д., то можно увидеть другие более весомые причины, которые имеются в самой существующей системе функционирования ТЭК Республики, мешающие успешному привлечению инвестиций в энергетические проекты ВИЭ. Понятно, что одной из главных причин непривлекательности инвестиций в энергетику - это низкие тарифы на электрическую энергию.

Второй причиной является низкая эффективность работы ТЭК. Ранее нами было показано, что существующая система в силу сложившихся обстоятельств и имеющейся технологической схемы обеспечивает лишь 43% загруженности генерирующих станций, т.е. более 50% оборудования практически простаивает, не приносит никакой пользы.

Наконец, это достаточно распределение. На рис. 1. приведена диаграмма электрических потерь в Кыргызстане в сравнении с другими зарубежными странами.

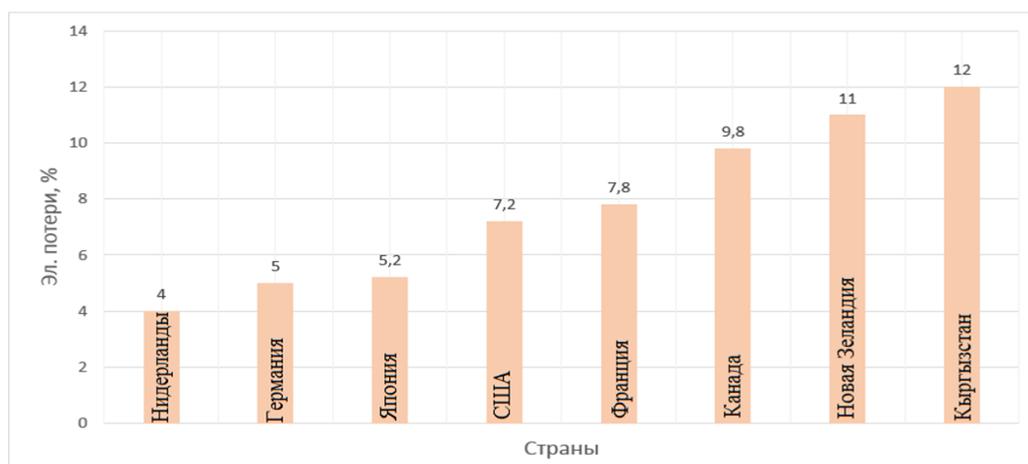


Рис.1. Диаграммы потерь электроэнергии

Как видно, процент потерь достаточно высок, и это та ахиллесова пята, которая в корне сводит на нет эффективность работы системы электроснабжения и невозможность ее самостоятельного выхода из этой ситуации.

Попытаемся оценить, каким образом и как этот фактор сказывается на привлечении внешних инвестиций и почему позиция электрических компаний против введения в закон повышающих коэффициентов. Для этого рассмотрим существующую нынешнюю ситуацию в энергосекторе и проанализируем объективность утверждения энергокомпаний о невозможности при имеющихся тарифах на электроэнергию погашать разницу в стоимости электроэнергии, вырабатываемую станциями, работающими на ВИЭ. Если проследить

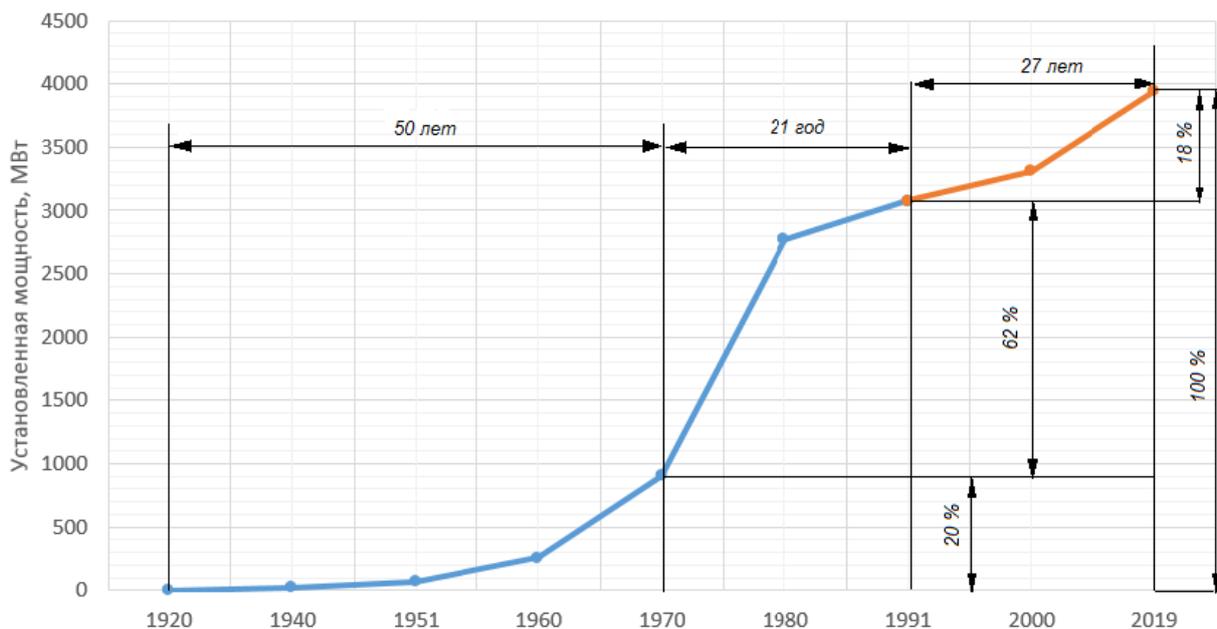
хронологию наращивания мощностей электрических станций в республике (табл. 1, рис. 2), то можно видеть, что практически за 100 лет от 1919 до 2019 года суммарная мощность достигала 3940 МВт.

Таблица 1

Годы	1917	1941	1951	1961	1971	1981	1991	2001	2017
Мощность (МВт)	0,485	19,6	61,9	261,794	908,149	2770,65	3075,65	3315,65	3940

Причем наиболее активный период составил промежуток времени с 1970 по 1991 годы, т.е. в период нахождения республики в составе СССР. Причем за эти 21 год мощностей было введено практически на 2,5 тыс. МВт, что составляет более 62% от общей имеющейся установленной мощности сегодня. За годы же самостоятельного существования Кыргызстана как суверенного государства (27 лет), было введено лишь 18% от общей имеющейся установленной мощности, что составляет лишь 813 МВт. Это говорит о том, что темпы введения новых мощностей значительно снизились и причинами того являются ранее перечисленные факторы, в том числе непривлекательность инвесторов к этой отрасли. А что же можно говорить о темпах внедрения в ТЭК новых инновационных технологий использования ВИЭ? Мы уже отметили, что за все время существования независимого Кыргызстана не реализован, ни один промышленно значимый проект по ВИЭ, и даже когда был принят закон о ВИЭ ситуация практически не изменилась.

Рис. 2. Диаграмма наращивания установленной мощности электрических станций в период с 1917 по 2019 гг.



Предположим, что темпы внедрения дополнительных мощностей останутся такими же, как за последние 27 лет. Допустим рост этих мощностей будет осуществляться за счет ввода традиционных генерирующих гидростанций и станций, работающих на ВИЭ (20%). Тогда можно легко посчитать, что в среднем ежегодно должны вводиться порядка 30 МВт общей мощности, из которых мощность станций ВИЭ составит 6 МВт. Нами намерено принята завышенная 20%-я доля выработки электроэнергии на станциях ВИЭ, чтобы в дальнейшем более выпукло показать несостоятельность утверждения невозможности покрытия разности в тарифах традиционных станций со станциями ВИЭ. Реально же, конечно, если учитывать опыт внедрения ВИЭ за последние годы, скорее всего эти величины вводимой ежегодной мощности станций ВИЭ будет значительно ниже.

Исходя из принятых предположений, подсчитаем возможную выработку ежегодной электрической энергии при установке солнечной мощности в 1 МВт и затем простым умножением будем определять для мощности 6 МВт.

Определим какой процент от общей годовой выработки будет составлять выработки СФЭС мощностью 6 МВт. Известно, что среднегодовая продолжительность солнечного сияния в республике колеблется в пределах 2800 часов в году. Тогда СФЭС из расчета 1 МВт выработает:

$$Q = N\tau = 1 \cdot 2800 = 2,8 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (1)$$

Для мощности 6 МВт соответственно 16,8 млн кВт·ч.

Из общей годовой выработки ТЭК 14,7 млрд кВт·ч соответственно доля выработки СФЭС мощностью 1 МВт составит в процентах - 0,02%, для 6 МВт соответственно 0,12%.

Нами было показано, что в среднем по республике потери электрической энергии в сетях составляют 12%. Подсчитаем столько электроэнергии и денег теряют энергокомпании в результате этого, если учитывать, что годовая выработка электроэнергии составляет 14,7 млрд. кВт·ч, расчеты произведем при установленных тарифах на электроэнергию 0,77; 2,16; 2,24 сом за кВт·ч. В данной оценке не производилось деление на категории потребителей, оплачивающих по разным тарифам, расчет сделан в предложении, когда все потребители платят по тем или иным тарифам. Данный подход позволяет сделать качественную оценку возможных потерь электроэнергии и потерь доходов энергокомпаний в зависимости от % существующих электрических потерь в сетях.

В табл. 2 приведены результаты произведенных расчетов.

Таблица 2. Результаты расчетов потерь электроэнергии и доходов энергокомпаний в зависимости от потерь электроэнергии в сетях

Проценты потерь, %	Потери эл. энергии, млрд. кВт·ч	Финансовые потери компаний, млн. сом			Процент от потерь	
		0,77 сом	2,16 сом	2,24 сом	при 1 МВт	при 6 МВт
1	2	3	4	5	6	7
1	0,147	113	317	329	2,08	11,5
2	0,294	226	635	658	1,02	5,7
3	0,441	339	952	987	0,68	3,8
4	0,588	452	1264	1316	0,51	2,85
5	0,735	565	1586	1645	0,41	2,28
6	0,882	678	1903	1974	0,34	1,9
7	1,029	791	2220	2303	0,29	1,6
8	1,176	9,04	2537	2632	0,25	1,42
9	1,323	1017	2854	2961	0,22	1,26
10	1,47	1130	3171	3290	0,20	1,14
11	1,617	1243	3488	3619	0,18	1,03
12	1,764	1356	3805	3948	0,17	0,95

Соответственные обозначения столбцов представленной табл. 2 означают:

1 - показатели электрических потерь в процентах;

2 - соответствующие годовые потери электроэнергии при различных процентных величинах, млрд. кВт·ч;

3, 4, 5 – среднегодовые потери электроэнергетического комплекса республики, выраженные в млн. сом при соответствующих тарифах электроэнергии 0,77 сом; 2,16 сом; 2,24 сом. Другими словами, сколько ежегодно электрокомпании теряют финансовых средств из-за потерь в сетях;

6 - данная графа показывает какой процент от соответствующих общих потерь ТЭК страны составляет потери при установленной мощности ФЭС в 1 МВт и соответственно в 6 МВт (графа 7).

Данные в табл. 2 представим в виде соответствующих диаграмм (рис. 3, рис. 4).

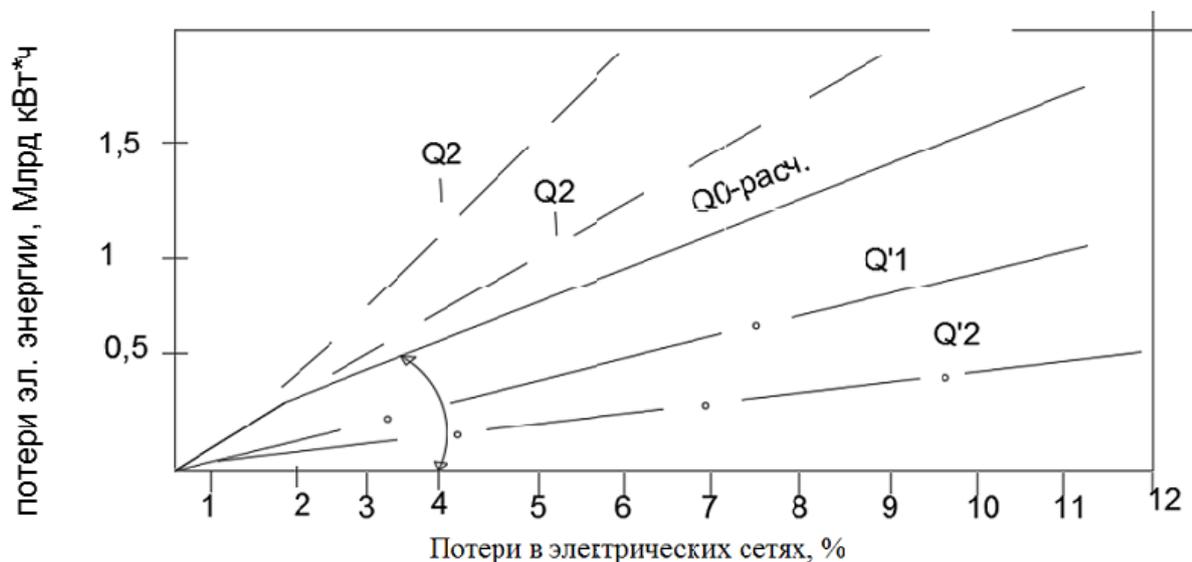


Рис. 3. Диаграммы изменения от различных процентных величин

Из полученной диаграммы видно, что зависимость потерь электроэнергии в сетях линейно зависит от его процентного значения.

Причем интенсивность потерь тем выше, чем больше выработка электроэнергии, т.е. в зоне где  $Q_2 > Q_1 > Q_{\text{орасч}}$  потери будут расти более интенсивно, чем в зоне где  $Q_{\text{орасч}} > Q'_1 > Q'_2$ .

Т.е. другими словами, если угол наклона прямой к горизонту составляет угол  $\alpha$ , то можно записать:

$$Q_{\text{п}} = \text{tg}\alpha \cdot K, \quad (2)$$

где  $Q_{\text{п}}$  - потери электроэнергии,  $K$  - процент потерь в сетях. Величина  $K$  является величиной максимальных среднегодовых величин потерь электроэнергии рассматриваемой системы (%).

Таким образом, можно видеть, что для рассматриваемого нами случая, когда годовая выработка энергии по республике составляет 14,7 млрд. кВт·ч, значение величины  $\text{tg}\alpha$  будет составлять 0,147, и она является величиной постоянной, то есть с учетом последнего в общем виде (2) можно записать:

$$Q_{\text{п}} = \frac{Q^{\text{год}} \cdot K}{100}, \quad (3)$$

где  $Q^{\text{год}}$  - среднегодовая выработка электроэнергии.

Полученная зависимость позволяет определять величину потерь электроэнергии в сетях при известных значениях ее среднегодовой выработки.

На рис. 4 представлены диаграммы изменения финансовых потерь энергокомпаний от недополученной электрической энергии и из-за потерь электроэнергии в сетях при существующих тарифах.

Из полученных диаграмм, представленных на рис. 4, можно видеть, что качественная картина изменения финансовых потерь энергокомпаний в зависимости от потерь в сетях, аналогична диаграмме, приведенной на рис. 3. Следовательно, аналогично формуле (3) можно записать:

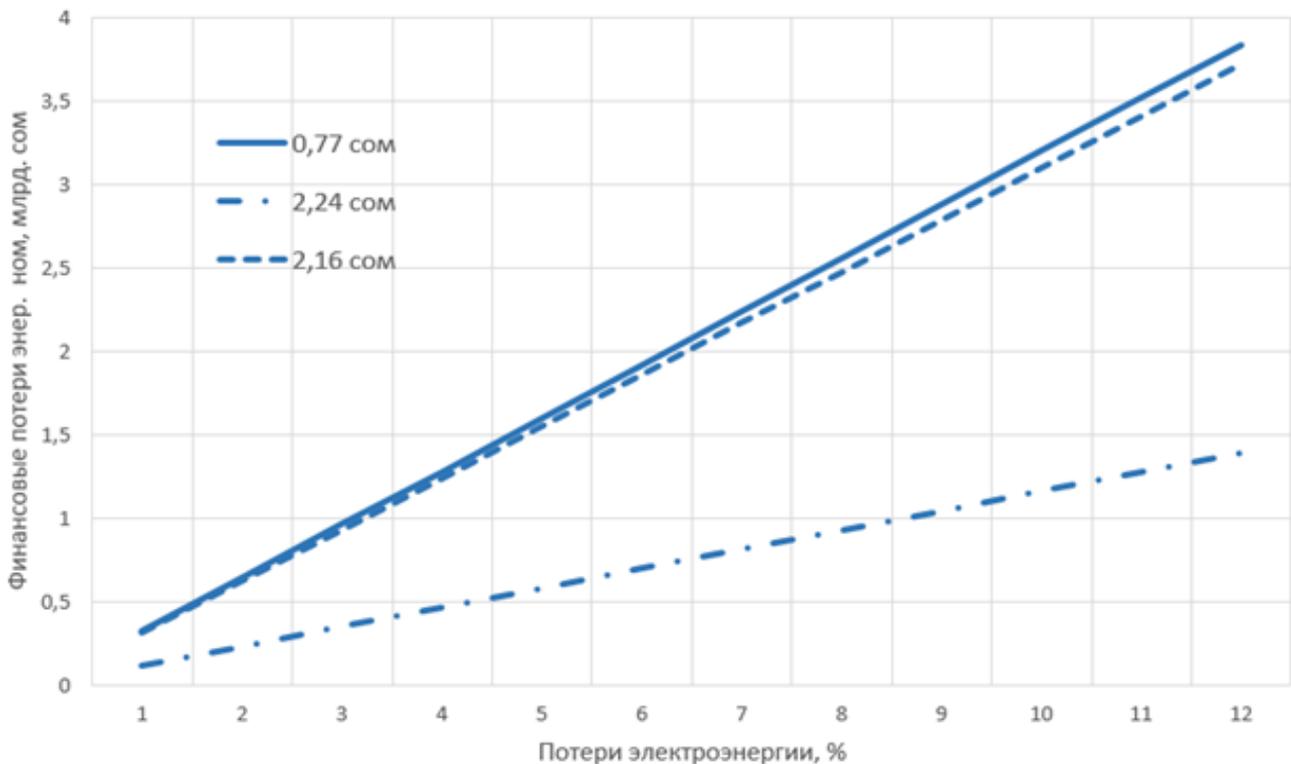


Рис. 4. Диаграмма финансовых убытков энергокомпаний в зависимости от потерь в электросетях

$$C_n = \frac{Q_{\text{год}}}{100} \cdot C \cdot K, \quad (4)$$

где  $C_n$  - стоимость электрических потерь (сом);

$C$  - тариф за 1 кВт·ч. электроэнергии.

Если воспользоваться формулой (4), то легко можно определить какое количество средств электрокомпании могут сэкономить, или другими словами сказать - получат дополнительную прибыль при сокращении потерь. Сокращение потерь на 1% при соответствующих тарифах показаны в табл. 2 (графа 3).

Теперь подсчитаем какую сумму должны ежегодно выплачивать энергокомпания поставщику электроэнергии от ФЭС, возникающей в результате разницы тарифов, определенной принятым законом ВИЭ. Соответственно для ФЭС с установленной мощностью 1 МВт годовая выработка электроэнергии, как было показано ранее, составит 2,8 млн. кВт·ч. Для 6 МВт соответственно 16,8 млн. кВт·ч.

Цена оплаты для традиционных электростанций соответственно при различных тарифах, при установленной мощности 1 МВт приведены в табл. 3 (график 3), а при 6 МВт табл. 3 (график 6).

Учитывая, что нами не произведено разделение количества потребителей на соответствующие категории по выплачиваемым тарифам, для качественного представления существующей картины в табл. 3 приведены полученные значения для среднего тарифа (1,72).

Величину же необходимой оплаты за энергию ФЭС согласно закону ВИЭ следует считать с коэффициентом 6. Расчеты для 1 МВт приведены в табл. 3 (графа 4), для 6 МВт (графа 7).

Ежегодная величина выплат энергокомпания поставщику электроэнергии от ФЭС это будет не что иное как разница полученной суммы оплаты поставщику электроэнергии от ФЭС с величиной оплаты традиционному поставщику по установленному традиционному

тарифу. Величины полученных расчетов для 1 МВт приведены в табл. 3 (графа 5) и соответственно для 6 МВт (графа 8).

Таблица 3. Результаты расчетов стоимости электроэнергии для традиционной системы и ФЭС

№	Тарифы, Сом	Стоимость эл. энергии традиц. при 1 МВт (млн. сом)	Стоимость эл. энергии ФЭС 1 МВт (млн. сом)		Стоимость эл. энергии традиц. при 6 МВт (млн. сом)	Стоимость эл. энергии ФЭС 6 МВт (млн. сом)	
			Δ	Ц		Δ	Ц <sup>1</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,77	2,156	13	10,9	12,93	77,6	64,7
2	2,16	6,05	36,3	30,2	36,3	217	180,7
3	2,24	6,27	37,6	31,3	37,6	225,6	188
Сред.	1,72	4,8	28,8	24	29	177,6	148

Данные табл. 3 для наглядности представлены в виде гистограмм на рис. 5.

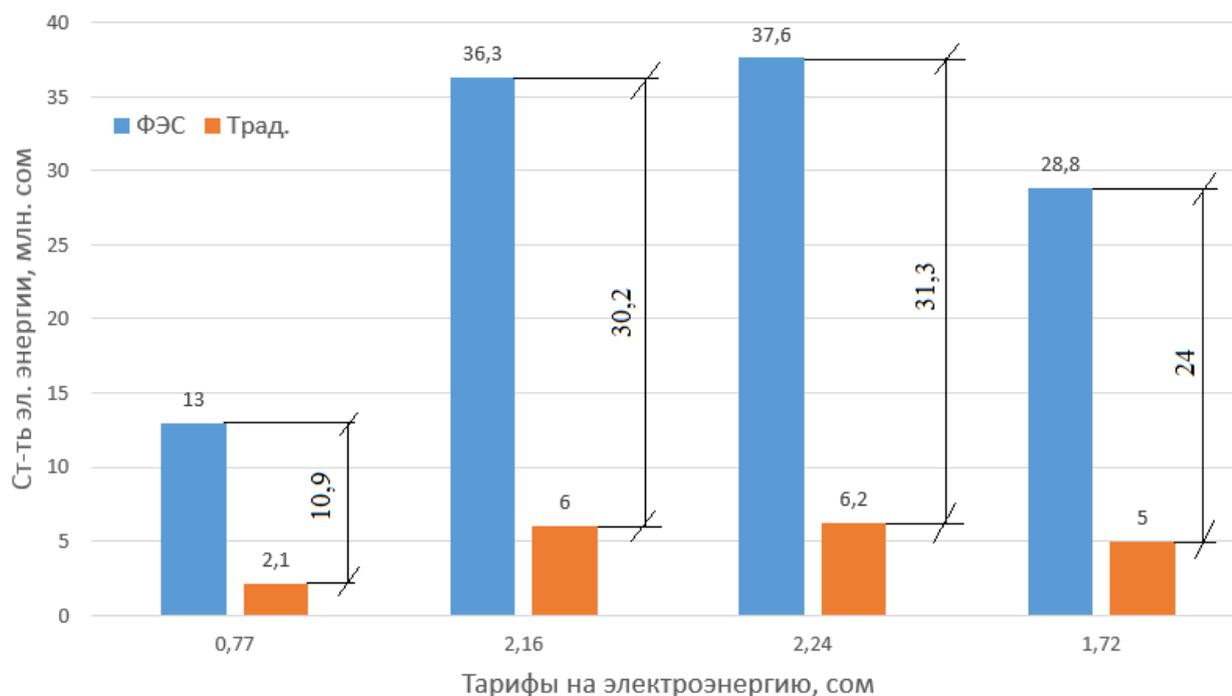


Рис. 5. Сравнительные диаграммы стоимости электроэнергии для традиционных сетей и ФЭС при установленной мощности 1 МВт

Таким образом, из представленных данных и приведенных диаграмм видно, что для установленной мощности 1 МВт энергокомпаниям необходимо выплачивать поставщику ежегодно в зависимости от соответствующего тарифа 10,9; 30,2; 31,03 млн. сом. Если же взять по усредненному тарифу, то соответственно 24 млн. сом. Для выбранной нами установленной мощности 6 МВт соответственно эти значения будут в 6 раз выше - 64,7; 180,6; 188 млн. сом и усредненная - 144 млн. сом.

Ранее нами был поставлен вопрос за счет каких средств энергокомпания должны покрывать эту разницу. Для этого вернемся к табл. 2, по которой видно, что если энергокомпания сократят свои потери хотя бы на 1% в год, то при этом они получат дополнительные средства в объеме 113 млн. сом (при 0,77), 317 млн. сом и 329 млн. сом соответственно при тарифах 2,14 сом и 2,24 сом. По среднему же тарифу 252,8 млн. сом.

Тогда с учетом данных табл. 3. можно рассчитать, что энергокомпания при сокращении на 1% своих потерь электроэнергии в сетях, могут соответственно за счет

полученной дополнительной прибыли покрывать разницу в тарифах для ФЭС в течение примерно 10,5 лет.

Таким образом, при имеющейся у нас ситуации в электроэнергетике и существующих тарифах, если ввести ФЭС мощностью 1 МВт и снизить потери в целом по всем электрокомпаниям на 1%, без каких-либо последствий они могут выплачивать разницу в тарифах поставщику ФЭС при принятом коэффициенте 6 10,5 лет и при этом ни на копейку не повышая существующих тарифов.

Для установленной мощности ФЭС в 6 МВт, соответственно получим 1,7 лет

Следует сказать, что все приведенные здесь расчеты основаны на существующих сегодня тарифах электроэнергии, среднегодовой выработке и в предложении, что темпы наращивания генерирующих мощностей останутся такими же, как последние 27 лет, т.е. ежегодно предполагается наращивание порядка 30 МВт. Причем из этих 30 МВт принято, что 20% будут наращиваться за счет ФЭС, что соответственно составило 6 МВт.

Приведенные расчеты были сделаны для случая возможного сокращения потерь лишь на 1%. Реально же если посмотреть на мировой опыт, потери могут быть снижены до 6-8% как сделано в развитых странах как Германия, США, Япония, т.е. для нашей Республики это примерно резерв в 4-5%, что дает возможность покрывать разницу не увеличивая тарифы сроком 7-9 лет. Конечно же, это вовсе не означает, что все будет именно так, но при принятых нами условиях такой ожидаемый результат возможен.

Таким образом, если в целом говорить о стратегическом развитии электроэнергетики республики и ее основных механизмов реализации, то следует сказать следующее:

- существующая система электроснабжения, которая имеет коэффициент загрузки электростанций ниже 50% и построена на принципах обеспечения пиковых мощностей потребителя, не состоятельна и экономически не оправдана;
- уже сегодня крайне необходимо осуществлять поиск совершенно новых инновационных путей обеспечения потребителя электроэнергией основанных на новых принципах построения сетей;
- кыргызская электроэнергетическая отрасль имеет достаточно большие перспективы в улучшении инновационной привлекательности проектов ВИЭ и резервы в их финансовой поддержке;
- на первых этапах совершенствования системы электроснабжения в республике, необходимо максимальное внедрение и обеспечение параллельной работы генерирующих станций на ВИЭ с традиционными централизованными сетями с использованием элементов сети «Smart Grid».

#### Литература:

1. Локтев С.М., Аккуратов А.В. Технология персональных электроэнергетических систем - основное недостающее звено 6-го технологического уклада: Материалы всемирного конгресса инженеров и ученых WSEC-2017, г. Астана, 2017 г.
2. Owusu, P.A., Asumadu-Sarkodie, S. A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation, Civil and Environmental Engineering, 2016, <https://doi.org/10.1080/23311916.2016.1167990>
3. Ratner, S.V. & Nizhegorodtsev, R.M. Analysis of the World Experience of Smart Grid Deployment: Economic Effectiveness Issues, Therm. Eng. (2018) 65: 387. <https://doi.org/10.1134/S0040601518060095>
4. <http://www.epri.com/Elektrik> Power Research Institute
5. World Energy Outlook 2018, International Energy Agency, 2018
6. Gares Energy, ABD 2016-2017
7. Энергетика Кыргызстана, изд. ДЕАН, 2017 г.
8. Обозов А.Дж., Ботбаев Р.Н. Возобновляемые источник энергии. ИЦ. «Техник», Бишкек, 2010 г.
9. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, Санкт-Петербург, 2003 г.

10. REN 21 «Renewables, 2010: Global Status Report», 2010 г.
11. «Законы о ВИЭ», Бишкек, 2012 г.